

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа Природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) ОНД

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Зарезка бокового ствола как метод интенсификации добычи нефти на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении: обоснование и оценка эффективности

УДК 622.24.085.22(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Коновалов Андрей Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф И.В.	к.э.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООТД	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) ОНД

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Т	Коновалову Андрею Александровичу

Тема работы:

Зарезка бокового ствола как метод интенсификации добычи нефти на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении: обоснование и оценка эффективности	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.04.2019 №2838

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики, формы отчетности АО «Томскнефть» ВНК, интернет-ресурсы, учебная и техническая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Изучить геолого-физическую характеристику месторождения 2. Охарактеризовать текущее состояние разработки месторождения 3. Рассмотреть основные виды геолого-технических мероприятий, которые применялись на месторождении 4. Провести анализ всех мероприятий и выделить самый эффективный из имеющихся

<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема компоновки хвостовика бокового ствола с открытым забоем; 2. Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб; 3. Рейбер РЦН конструкции АЗНИПИнефти; 4. Забуривание второго ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста; 5. Обзорная карта района Лугинецкого месторождения; 6. Остаточные извлекаемые запасы нефти Лугинецкого месторождения; 7. Структурная карта кровли пласта Ю₁²; 8. Карта эффективной мощности коллектора пласта Ю₁²; 9. Карта текущих отборов пласта Ю₁⁰⁻² на 01.10.2018 г. с местоположением скважин; 10. Карта текущих отборов пласта Ю₁⁰⁻² на 01.10.2018 г. с местоположением скважин; 11. Геологический разрез целевого продуктивного горизонта района скважины №55 (проницаемость) 12. Геологический разрез целевого продуктивного горизонта района скважины №55 (текущая нефтенасыщенность); 13. Геологический разрез целевого продуктивного горизонта района скважины №1324 (проницаемость); 14. Геологический разрез целевого продуктивного горизонта района скважины №1324 (текущая нефтенасыщенность) 15. Зависимость дебита нефти, жидкости и накопленной добычи по скважине №55 на прогнозный период; 16. Зависимость обводненности по скважине №55 от прогнозного срока разработки; 17. Зависимость дебита нефти, жидкости и накопленной добычи по скважине №1324 на прогнозный период; 18. Зависимость обводненности по скважине №1324 от прогнозного срока разработки.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Мезенцева И.Л.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение (introduction)	
Обзор литературы (literature review)	
Заключение (conclusion)	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф И.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Коновалов Андрей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Т	Коновалову Андрею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка материально-технических, энергетических и трудовых затрат на проведение зарезки боковых стволов на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый Кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности проведения зарезки бокового ствола на Лугинецком месторождении и прогноз добычи нефти после проведения операции.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление плана проекта зарезки бокового ствола на Лугинецком месторождении.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности зарезки бокового ствола. Анализ чувствительности проекта при зарезке боковых стволов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

- Время на выполнение мероприятия
- Расчет амортизационных отчислений при зарезке боковых стволов для скважин АО «Томскнефть ВНК»
- Стоимость материалов для проведения операции ЗБС
- Расчет заработной платы
- Расчет страховых взносов при зарезке боковых стволов для скважин АО «Томскнефть ВНК»
- Затраты на проведение организационно-технического мероприятия;
- Сравнение результатов применения метода ЗБС на скважинах №55 и №1324 Лугинецкого НГКМ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф И.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Коновалов Андрей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Т	Коновалову Андрею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Зарезка бокового ствола как метод интенсификации добычи нефти на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении: обоснование и оценка эффективности	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение, кустовая площадка №89 и №85. Мобильные дизельные установки, буровая установка, дизельные электростанции.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>1. Стандарт ОАО «Томскнефть» ВНК «Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды» №ПЗ-05 С-0009 ЮЛ-098, утвержденный и введенный в действие распоряжением ОАО «Томскнефть» ВНК от 14.08.2014 №356.</p> <p>2. Положение ОАО «Томскнефть» ВНК «Основные принципы деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» №ПЗ-05 Р-0013 ЮЛ-098, утвержденное и введенное в действие распоряжением ОАО «Томскнефть» ВНК от 08.07.2014 №284.</p> <p>3. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</p>
2. Производственная безопасность:	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -вредные вещества(углеводороды); -метеоусловия; -повышенный уровень шума. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Работа с химическими реагентами; -Механические опасности; -пожаровзрывобезопасность; -Электробезопасность; -Сосуды, работающие под давлением
3. Экологическая безопасность:	<p>1. Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью.</p> <p>2. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов.</p> <p>3. Захламление замели отвалами бытовых и производственных отходов;</p>

	4. Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами про авариях на кустовых площадках, прорыв обвалок шламовых амбаров, авариях трубопровода.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-Лесные и торфяные пожары; -Ураганы; -Сильные морозы; -Метели и снежные заносы; -Аварии Наиболее распространенной чрезвычайной ситуацией при зарезке бокового ствола являются различного рода аварии из-за открытого фонтанирования скважин или ошибочных действий персонала.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООТД	Мезенцева И.Л.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Коновалов Андрей Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) ОНД
 Период выполнения Осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2019	Литературный обзор	15
1.12.2019	Геолого-промысловая характеристика Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения	25
1.02.2019	Обоснование расчетных технологических показателей работы скважин	30
1.02.2019	Финансовый менеджмент	15
1.03.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 с. основного текста, 18 рис., 22 табл., 40 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: ПДГТМ, ЗБС, пласт, накопленная добыча, дебит, чистая прибыль.

Объектом исследования является зона пласта Ю₁² Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – оценка эффективности применения зарезки боковых стволов скважин для выработки остаточных труднодоступных запасов нефти на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования проводились расчеты технико-экономических показателей метода ЗБС.

В результате исследования получена количественная и качественная оценка эффективности проведения метода ЗБС.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: эффективная мощность, накопленная добыча, дебит.

Степень внедрения: месторождения АО «Томскнефть ВНК»

Область применения: краевые зоны нефтяных месторождений Западной Сибири при наличии актуальной ПДГТМ.

Экономическая значимость работы: рост прибыли за счет дополнительного притока нефти при разработке краевых зон с остаточными запасами.

В будущем планируется оптимизация разработки месторождений с труднодоступными остаточными запасами углеводородов.

Защищаемое положение: в ходе написания магистерской диссертации, было выявлено, что проведение ЗБС в осложненных геологических условиях Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения позволяет наиболее эффективно разрабатывать труднодоступные остаточные запасы нефти, по сравнению с эксплуатационным бурением новых скважин.

Список определений, обозначений, сокращений и нормативных

ссылок:

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – государственный комитет запасов

ГНК – газонефтяной контакт

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ЗБС – зарезка бокового ствола

ЗБГС – зарезка бокового горизонтального ствола

ИДН – интенсификация добычи нефти

КИН – коэффициент извлечения нефти

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель

УВ – углеводороды, углеводородное сырье

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ЧП – чистая прибыль

ЭЦН – электроцентробежный насос

Содержание

Введение	14
1. Аналитический обзор: особенности метода зарезки боковых стволов	15
1.1 Функциональное назначение зарезки боковых стволов	15
1.2 Анализ технологических особенностей зарезки бокового ствола	18
1.3 Проблематика при проведении зарезки боковых стволов	23
2. Геолого-промысловая характеристика Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения	26
2.1 Общие сведения о Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении	26
2.2 Геолого-промысловая характеристика Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения	29
2.3 Состояние разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения	34
3. Обоснование расчетных технологических показателей работы скважин	38
3.1 Обоснование выбора скважин-кандидатов для проведения ЗБС пласта Ю ₁ ² Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения	38
3.2 Анализ операций зарезки бокового ствола на скважинах №55 и №1324	41
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
4.1 Расчет стоимости проведения мероприятия по ЗБС	49
4.2 Техничко-экономический анализ проведения ЗБС на Лугинецком НГКМ	54
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ	57
Заключение	71
Список публикаций студента	72
Список литературы	73
Приложение А	77
Приложение Б	78

Введение

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1966 г разведочной скважиной № 152. Разработка месторождения ведется с 1982 года с запуска разведочной скважины № 155, эксплуатационное бурение начато в 1983 г. На данный момент разработка месторождения ведется согласно проектному документу «Дополнение к технологической схеме разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (АО «Томскнефть» ВНК)» (Протокол ЦКР Роснедра №5680 от 17.10.2013). Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2016 г составляет 18223 тыс. т, отбор от НИЗ – 40,6%. Фактическая добыча нефти в 2015 году составила 424,0 тыс. т, что ниже проектного значения на 48,7 тыс. т (10,3%). Представленные данные по состоянию разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения свидетельствуют о неудовлетворительном состоянии разработки. В соответствии с приведенными показателями, принято проектное решение по выводу скважин из бездействия и извлечению остаточных запасов нефти на месторождении. Одним из наиболее эффективных и распространенных методов доразработки остаточных запасов является восстановление малодебитных и аварийных скважин посредством зарезки боковых стволов в соседние пропластки.

Зарезка боковых стволов – это наиболее оптимальная, с экономической и технологической точки зрения, технология, позволяющая ввести в разработку ранее не дренируемые пропластки и трудноизвлекаемые запасы УВ, которые не могли быть вовлечены в разработку другими методами. Таким образом, с помощью данной технологии удастся увеличить добычу нефти и коэффициент извлечения нефти из пластов.

Применение ЗБС особо актуально на данном месторождении, так как существует значительная часть бездействующего фонда скважин по причинам высокой обводненности, повышенного газового фактора или находящихся на грани рентабельности из-за низкого дебита. Данная методика позволяет избежать лишние затраты на бурение, обустройство и освоение скважин, а

также вовлечь в разработку ранее не дренируемые пропластки и трудноизвлекаемые запасы УВ, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Целью данной работы является оценка эффективности применения зарезки боковых стволов скважин для выработки остаточных запасов нефти из краевых труднодоступных участков на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении.

Для достижения поставленной цели, в работе были определены следующие задачи:

1. Оценка текущего состояния разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.
2. Прогноз технологических параметров работы скважины в режиме добычи.
3. Оценка эффективности применения зарезки боковых стволов для разработки нерентабельных запасов углеводородов.

Информационной базой послужили научная и учебная литература, внутренние руководящие документы, нормативно-правовая база в области разработки месторождений нефти и газа.

Выводы и рекомендации обладают научной и практической значимостью. Научная новизна заключается в предложении ЗБС, применимого для краевых труднодоступных зон с низкими показателями ФЕС пласта Ю₁² Лугинецкого НГКМ. Практическая значимость: доказано, что проведение ЗБС на пласт Ю₁² позволит увеличить добычу нефти на 17,5 тыс тонн в течение пяти лет и повысить КИН на 0,3.

1. Аналитический обзор: особенности метода зарезки боковых стволов

1.1 Функциональное назначение зарезки боковых стволов

В России большинство нефтяных и газовых месторождений истощены (они находятся на 3-й или 4-й стадии разработки). В процессе эксплуатации месторождений дебит скважин со временем уменьшается или прекращается практически полностью из-за выработки запасов УВ, высокой степени обводненности, высокого газового фактора, а также ухудшения коллекторских свойств пластов-коллекторов, как следствие в настоящее время по данным причинам на территории РФ простаивает большое количество скважин. В данном случае есть два варианта решения проблемы: бурение новых скважин или зарезка бокового ствола из уже существующей бездействующей скважины.

Бурение новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного, наиболее экономически эффективного решения может рассматриваться зарезка бокового ствола из существующей скважины.

Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в случаях месторождений с большим количеством простаивающих скважин (60%) эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Зарезка боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений. [14]

В научной литературе выделяются следующие цели проведения ЗБС для добывающих компаний:

1. Вывод скважин из бездействия.

2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта, характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин показало высокую эффективность по малопроницаемым юрским отложениям.

4. Снижение обводнённости продукции. В высокообводнённых пластах остаются участки с высокой нефтеносностью. При разбуривании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов удаётся существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жёстких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В большинстве случаев не удаётся надёжно изолировать обводнённые интервалы пласта, поэтому зарезка бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Задачи, выполняемые компаниями для реализации поставленных целей:

а) учет критериев при выборе скважин-кандидатов для проведения ЗБС в зависимости от поставленной цели;

б) анализ технологических особенностей проведения ЗБС;

в) выявление проблематики при реализации ЗБС;

г) оценка экономической эффективности и востребованности метода ЗБС.

Одним из главных условий для эффективной зарезки боковых стволов является правильный выбор скважины, который предполагает необходимость учета следующих моментов:

1. Ожидаемый дебит скважины должен обеспечить требуемый отбор углеводородов на определенный период времени.
2. Информация о продуктивности планируемого бокового отверстия должна совпадать с информацией промышленных запасов нефти.
3. Выбор скважины определяется существующим вскрытием более одного продуктивного пласта или планируемым вскрытием нескольких продуктивных пластов в дальнейшем для обеспечения длительной эксплуатации скважины.

После учета основных критериев выбора скважины под ЗБС, возникает необходимость более детального изучения основных геолого-технологических параметров системы пласт-скважина. В данном случае необходимо руководствоваться следующими критериями:

- 1) мощность пласта должна быть не менее 3 м для входа БГС;
- 2) азимут бурения БГС направляется в сторону залегания максимально извлекаемых запасов;
- 3) величины текущего давления должны обеспечивать эффективный процесс вытеснения нефти, в противном случае придется поддерживать пластовое давление заводнением;
- 4) возможность перевода ствола скважины под закачку вытесняющего агента;
- 5) для окупаемости затрат на строительство под ЗБГС остаточные запасы должны быть сопоставимы с извлеченными.

При прочих равных условиях предпочтение отдается тем скважинам, которые уже пересекли невыработанные запасы [3].

1.2 Анализ технологических особенностей зарезки бокового ствола

Технология зарезки и бурения БС состоит из следующих последовательных этапов:

1. Начальный этап. Геологической службой недропользователя совместно с научно-исследовательским институтом подбирается скважина-кандидат для бурения бокового ствола с указанием его траектории. Для определения скважины – кандидата проводится анализ геологического материала, данных эксплуатации окружающих скважин, выделяются благоприятные зоны: наименее истощенные участки месторождений с наибольшими остаточными запасами. Геологической службой Управления буровых работ или Управления капитального ремонта скважин составляется проект на бурение БС и рассчитываются экономические показатели и технологические параметры бурения.

2. Подготовка скважины к зарезке БС. Проводится геофизическое исследование скважины (ГИС) с целью обследования технического состояния эксплуатационной колонны, состояния цементного кольца за колонной, наличия заколонных перетоков. В случае отсутствия цементного камня в верхней части эксплуатационной колонны проводится ее цементирование, либо вырезание и подъем колонны. Затем ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины. Выход из обсадной колонны осуществляется:

- путем сплошного фрезерования обсадных колонн вырезающими устройствами (например, ВУС – 146);

- помощью комплекса инструмента, включающего клин-отклонитель типа КОГ-146, КРОТ-146 с усиленным механическим креплением в обсадной колонне и многолезвийные фрезы;

- с помощью комплекса инструмента «КГБ», являющимся инструментом для зарезки БС из обсаженных скважин за один рейс – в обсадной колонне фрезеруется окно и бурится короткий ствол под КНБК [7].

3. Бурение бокового ствола. Бурение БС ведут с мобильных буровых установок А-60/80 и АРБ-100 и облегченной БУ-75. Дальнейшее бурение БС ведется винтовыми забойными двигателями диаметром 127 - 85 мм, отклонителями с регулируемым углом перекоса, долотами 155,6 - 76 мм [6]. Ориентированное бурение проводится с использованием телесистем с кабельным (СТТ-108, ОРБИ-36) и электромагнитным (АТ-3, ЗТС-54) каналами связи.

Известно, что дебит скважины или БС также зависит от качества первичного вскрытия пласта. Загрязнения пласта при бурении скважины или БС практически невозможно исправить в процессе эксплуатации различными методами повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому особое внимание уделяется этому вопросу. Использование бурового раствора зависит от литологии вскрываемых пород: при вскрытии карбонатного коллектора глинистый раствор полностью заменяется на пластовую или пресную воду с добавлением ПВА, либо на азрированный раствор; терригенные отложения вскрываются на полигликолевом ингибированном буровом растворе ($\gamma = 1,6 - 1,26 \text{ г/см}^3$, $\beta = 30 - 35 \text{ сек.}$, $\Phi = 4 - 6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$, $\rho = 0,3 - 1,0 \text{ Омм}$). При проходке ведется инклинометрический контроль. После окончания бурения проводится ГИС открытого бокового ствола.

4. Крепление БС эксплуатационной колонной - хвостовиком (далее хвостовик). Применяется два основных способа заканчивания скважин [3]:

- Спуск хвостовика до забоя и цементирование его по всей длине с последующей перфорацией цементного кольца (в основном для БС, которые бурят на терригенные отложения).

- Спуск хвостовика до кровли продуктивного пласта и цементирование его с применением мер по защите пласта от попадания тампонажного раствора (в основном в БС, пробуренных на карбонатные отложения).

Фактический профиль БС перед спуском хвостовика тщательно прорабатывают с промывкой, чтобы избежать синусоидальных и спиралевидных изгибов колонны труб. Диаметр хвостовика подбирается в

зависимости от диаметра эксплуатационной колонны основного ствола: в 9" спускается 5", в 6" – 4", в 5" – 3".

Для создания монолитного цементного кольца используются: пластифицированные тампонажные растворы с пониженной водоотдачей, эффективные буферные жидкости на основе недефицитных реагентов, специальные режимы нагнетания тампонажных растворов в БС. В связи со значительной толщиной водонасыщенной части пластов в водонефтяных зонах и близлежащих водоносных пластов используются технологии заканчивания БС с установкой водоизолирующих экранов до пуска их эксплуатацию. Водоизолирующие экраны создаются с помощью: водоизолирующих жидкостей (на базе полимерных материалов) с использованием механизма осаждения полимера и гелеобразования; кварцевого песка.

На рисунке 1.1 представлена схема компоновки хвостовика бокового ствола с открытым забоем.

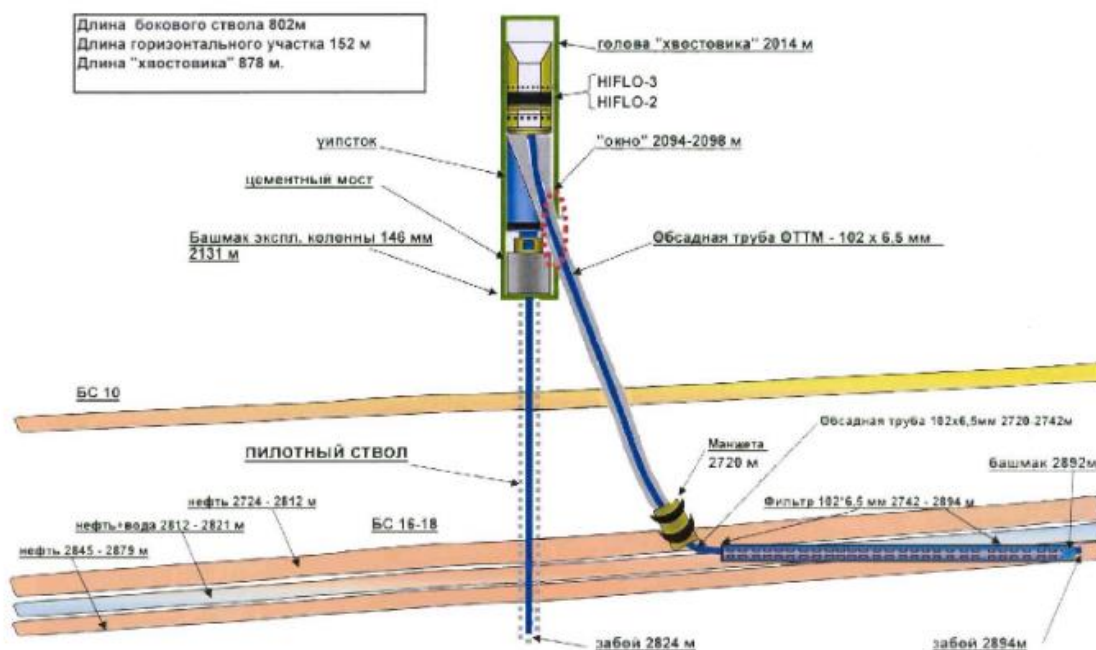


Рисунок 1.1 – Схема компоновки «хвостовика» бокового ствола с открытым забоем

Основной вариант ЗБС заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и

устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клинотклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах $\pm 90^\circ$ по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки.

После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста.

При зарезке вторых стволов из обсадных колонн вырезание окна с клина чаще всего является более предпочтительным приёмом, чем фрезерование секции обсадной колонны по следующим причинам.

1. На участке вырезания окна высокое качество цементирования обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях приборов акустической цементометрии (АКЦ) менее 70 % рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением.

2. С точки зрения геологического разреза окна можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании секции желательно иметь в этом интервале песчаные породы.

3. При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет.

4. При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, так как при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объём фрезеруемого металла в 4–6 раза меньше, чем при фрезеровании секции колонны.

5. Зарезка второго ствола при использовании клина гарантирована на 100 %, так как осуществляется одновременно с вырезом окна. В случае фрезерования секции обсадной колонны зарезка второго ствола является отдельной операцией, и её успех не всегда гарантирован, так как зависит от целого ряда факторов:

- длины фрезерования секции;
- качества установленного цементного моста;
- типа и крепости пород в интервале зарезки;
- типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), режима зарезки и т.д.

6. Начало второго ствола, образованное желобообразным металлическим клином, надёжнее, чем образованное в цементном камне, так как этот участок в дальнейшем будет подвергаться воздействию элементов КНБК и замков бурильных труб при спускоподъёмных операциях и вращении бурильной колонны. Разрушение цемента в интервале второго ствола может привести к непредвиденным проблемам.

7. В вертикальных скважинах, благодаря применению гироскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый ствол зарезается сразу в нужном направлении. В случае фрезерования секции второй ствол чаще всего забурируется произвольно и только затем разворачивается в нужном направлении.

8. Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезерования секции обсадной колонны.

При выборе интервала зарезки второго ствола скважины руководствуются следующими критериями:

- глубиной от устья до верхнего края залегания аварийного оборудования, исходя из этого, второй ствол забуривают на 30–50 м выше верхнего края аварийного оборудования;
- наличием в месте предполагаемой зарезки одной эксплуатационной колонны;
- наличием цементного кольца за обсадной колонной, его качеством;
- устойчивостью стенок скважины и минимальной твёрдостью горных пород, для этого лучше всего подходят глинистые пропластки;
- максимальной интенсивностью искривления ствола скважины выше интервала забуривания (она не должна превышать 2-3° на 10 м);
- глубиной нахождения муфт эксплуатационной колонны в интервале предполагаемого выреза;
- герметичностью эксплуатационной колонны в предполагаемом интервале;
- глубиной кровли продуктивного пласта;
- отклонением нового ствола от вертикали;
- радиусом искривления в интервале набора зенитного угла;
- глубиной текущего забоя.

На основании всего вышеперечисленного выбирают интервал и проектируют профиль скважины для зарезки второго ствола.

Третий вариант забуривания второго ствола скважины через щелевидный вырез в эксплуатационной колонне проводят в 3 этапа:

- 1) устанавливают клиновой отклонитель;
- 2) фрезеруют вырез в колонне;
- 3) забуривают дополнительный ствол.

При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители (рис. 1.2).

Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне.

Наибольшее распространение при создании выреза получили стационарные клиновые устройства. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчётной глубине путём установки на цементный мост (на металлический забой), созданный специально спущенной колонной насосно-компрессорных труб, или на стыке муфтового соединения обсадной колонны.

Многообразие конструкций клиновых устройств связано с отсутствием надёжного отклоняющего инструмента для забуривания дополнительных стволов в обсаженных скважинах через щелевидные вырезы. Наиболее сложные аварии связаны с поворотами отклоняющего клина вокруг оси скважины или с отходом верхнего козырька клина от стенки обсадной трубы. При забуривании дополнительного ствола из выреза уменьшенной длины бурильная колонна ломается. Сложные аварии обычно ликвидировать не удаётся. В таких случаях все операции по вырезанию окна в колонне повторяются заново.

Отклоняющий инструмент ориентируют путём визированного спуска или ориентирования на забое. Для этого используют данные об азимуте в интервале забуривания нового ствола.

Ввиду спуска отклоняющего инструмента на трубах малых диаметров (73 и 89 мм) пользуются гироскопическими инклинометрами диаметром 50 и 36 мм.

В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют райберы различных типов. Наиболее распространены райберы типа фрезер-райбер (ФРС) № 1, 2 и 3. Основным райбером № 1 прорезывают отверстие в колонне, затем райбером № 2 отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а райбером № 3 вырез обрабатывают и калибруют.

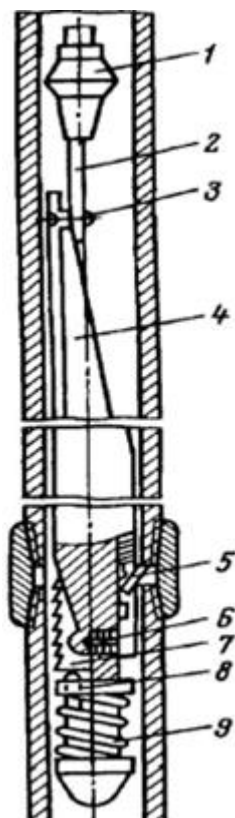


Рисунок 1.2 – Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб: 1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защелка; 6 – фиксатор; 7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина

Райбер с центрирующим направлением (РЦН), разработанный в Азербайджанском государственном научно-исследовательском и проектном институте нефтяной промышленности (АзНИПИнефти), является универсальным, так как позволяет за один рейс получить полноразмерный вырез в обсадной колонне. Конструкция райбера РЦН представлена на рисунке 1.3.

Райбер состоит из двух рабочих элементов, соединённых между собой пере водником 2. Нижний рабочий райбер 3, имеющий форму усечённого конуса, прорезает колонну, а верхний райбер 1, имеющий цилиндрическую форму, калибрует вырез. Нормальный ряд райберов типа РЦН разработан для обсадных колонн диаметрами 141, 146 и 168 мм. Режущие элементы райберов армируются пластинами твёрдого сплава марок ВК8, Т17К12, Т5К12В. В

райберах малого диаметра, когда окружная скорость невелика, могут быть использованы быстрорежущие стали.

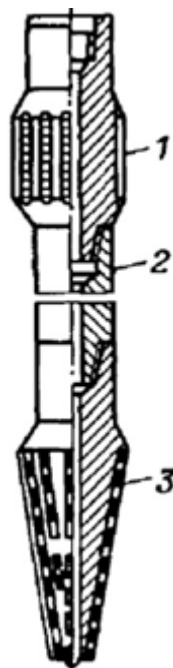


Рисунок 1.3 – Рейбер РЦН конструкции АзНИПИнефти:

1 – верхний рейбер; 2 – переводник; 3 – нижний рейбер.

Райберы, как правило, армируются осколками карбида вольфрама, что даёт возможность после сработки повторно направлять рабочие поверхности инструмента. Применение таких фрез на глубине свыше 3000 м в колоннах из высокопрочной стали марки Р-110 позволяет сократить число спускоподъёмных операций не менее чем на два рейса для получения одного полноразмерного выреза.

Четвертый вариант забуривания второго ствола скважины в интервале сплошного выреза обсадной колонны осуществляется роторным способом.

Образование сплошного выреза в обсадной колонне позволяет упростить забуривание дополнительного ствола. При роторном способе забуривания могут быть использованы отклоняющие клиновые инструменты, устанавливаемые на цементный забой и фиксируемые в нижней части.

Образование сплошного выреза ослабляет обсадную колонну, поэтому область выреза необходимо дополнительно закреплять цементированием участка скважины, включающего ослабленный интервал. Наличие цементного моста позволяет забуривать дополнительный ствол без применения стационарных отклонителей. Наибольшее распространение для забуривания дополнительных стволов получили съёмные клинья (уипстоки) и шарнирные отклонители, конструкция которых показана на рисунке 1.4.

Съёмный клин (рис. 1.4 а) устанавливают на забой, предварительно образованный разбуриванием цементного камня. Отклоняющий инструмент в виде уипстока и направляющей трубы с шарошечным долотом уменьшенного диаметра спускают до искусственного забоя и забуривают новый ствол.

Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентировано до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины. Шарнирный отклонитель (рис. 1.4 б) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. Для этого предварительно подготавливают забой в цементном мосте. Ввиду малой точности ориентирования шарнирный отклонитель чаще всего применяют при забуривании дополнительного ствола в произвольном направлении.

После образования нового направления необходимо проработать интервал забуривания расширителем для снятия уступов.

В мягких породах при забуривании дополнительного ствола допускается использование долбящих долот (рис. 1.4 в). Долбящее долото имеет скошенные лопасти.

При ударах долотом по забою, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосту и породе вырабатывается углубление, которое используется в дальнейшем в качестве направляющего участка для обычного долота. В ряде случаев целесообразно дальнейшее бурение с образовавшегося уступа проводить с использованием уипстока или шарнирного отклонителя.

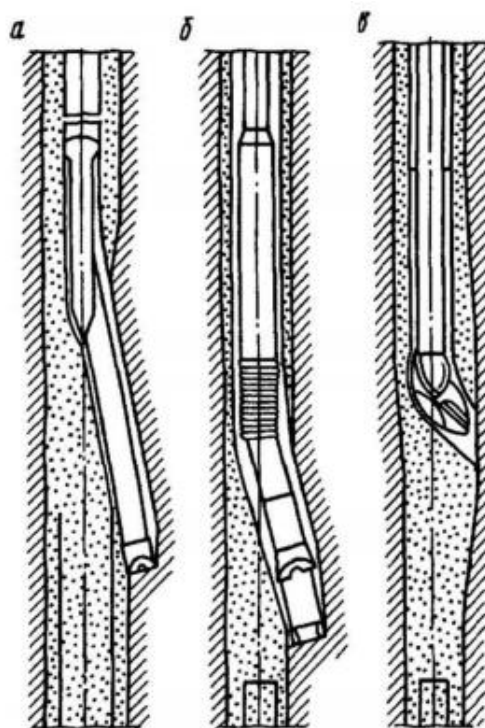


Рисунок 1.4 – Забуривание второго ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста

Одним из условий эффективности разработки месторождения БГС является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выбора типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении и оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БГС.

При определении профиля БГС следует руководствоваться:

- возможностью его выполнения, т.е. соответствием современному уровню техники и технологии;
- оптимальным сочетанием входных и выходных параметров.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Профили проектируются плоскостными или пространственными.

Если зенитный угол составляет $55\text{--}75^\circ$, скважина считается пологой, если $75\text{--}97^\circ$ – горизонтальной.

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

1.3 Проблематика при проведении зарезки боковых стволов

Несмотря на многочисленные преимущества, связанные с эксплуатацией скважин с боковыми стволами, существует ряд сложных проблем в процессе их бурения.

Одной из основных проблем является риск расхождений, которые возникают между фактическими данными скважины и конструкцией бокового ствола, в том числе физическое состояние обсадной колонны, наличие кольцевого оборудования или расхождения по отношению к траектории. Необходимо до самого бурения боковых стволов провести подробную подготовительную работу – построить модифицированный профиль ствола с помощью гироскопического инклинометра и обеспечить контроль качества технического состояния эксплуатационной колонны. После этого могут возникать серьезные осложнения во время бурения самого ствола по причине низкого давления на забое или технических проблем в виде бурения в пределах ограниченного диаметра. Эти проблемы ограничивают использование большинства технических устройств, обеспечивающих безопасность во время бурения.

Для успешного и безопасного бурения бокового ствола важно учитывать меры безопасности. Техническое состояние данной скважины должно быть оценено; программа бурения должна быть утверждена.

Еще одна серьезная проблема возникает в виде пульсации низкого и нормального давлений. Эти пульсации приводят к потере циркуляции, а в некоторых случаях – к проявлениям пластовых флюидов в скважине в процессе ее бурения.

Эти осложнения можно минимизировать путем выбора правильных буровых растворов для изоляции опасных зон и путем регулирования плотности бурового раствора.

Есть много рисков, связанных с состоянием колонн, особенно в промежуточных колоннах, через которые вырежут окна бокового ствола. Необходимо подробное предварительное проектирование ствола для минимизации рисков с учетом возраста оборудования.

Сложные конструкции профилей боковых стволов являются серьезной проблемой. Возможно, не все нефтяные компании обладают необходимыми технологиями и опытом. В некоторых случаях буровикам требуются корректирующие меры для решения проблем, возникающих с первой попытки бурения. Это влияет на стоимость и жизнеспособность скважины.

Импульс боковых стволов в современной нефтяной и газовой промышленности ощущается повсюду. Несмотря на высокую стоимость бурения бокового ствола, его многочисленные риски, он очень экономичен по сравнению с бурением совершенно новой скважины. С технологией боковых стволов есть жизнь почти для всех скважин, которые были остановлены из-за блокировки ствола оборудованием, утопления или осложнений. Потенциальные нефтяные и газовые пласты, которые первоначально были не вскрыты, могут быть вскрыты благодаря бурению боковых стволов [3].

По окончании ЗБС и их ввода в эксплуатацию необходимо отслеживать работу данных БС. В начальный период эксплуатации (в течение шести месяцев) необходимо ежемесячно проводить гидродинамические исследования скважин на установившемся и нестационарном режимах течения жидкости с целью определения гидродинамических параметров пласта (продуктивности, гидропроводности) и оценки состояния призабойной зоны пласта (скин-эффект, параметр ОП – отношение продуктивностей). По результатам этих исследований определяется влияние технологических параметров ЗБС на добывные возможности эксплуатационного объекта и проводится корректировка применяемой технологии вскрытия продуктивных пластов путем зарезки БС и БГС [4].

2. Геолого-промысловая характеристика Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

2.1 Общие сведения о Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км северо-западнее областного центра.

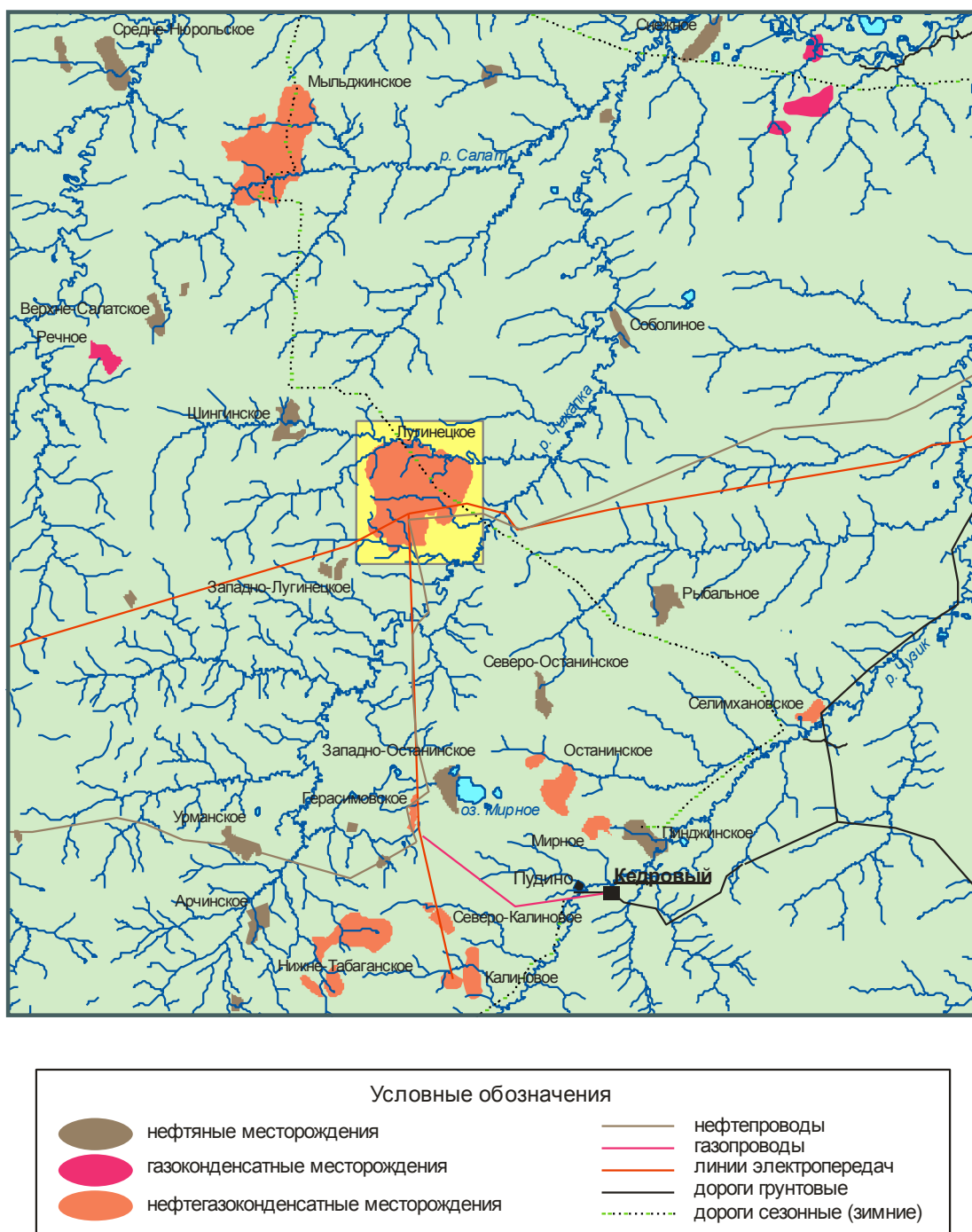


Рисунок 2.1 – Обзорная карта района Лугинецкого НГКМ

Нефть, добываемая на Лугинецком НГКМ, подаётся в нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км к северу от месторождения. Нефтепровод введён в эксплуатацию в марте 1972 года, а трубопроводная система Лугинецкое-Парабель, связывающая месторождение с нефтепроводом введена в эксплуатацию в 1982 году.

С целью выбора метода воздействия на пласт с целью оптимизации разработки месторождения, необходимо учесть данные о запасах УВ для каждого пласта-коллектора, при этом необходимо отметить, что часть запасов месторождения находится в нераспределенном фонде недр. Сведения о запасах углеводородов представлены в таблицах 2.1 – 2.5.

Таблица 2.1. Начальные геологические запасы нефти Лугинецкого НГКМ

Пласт	Начальные запасы нефти, тыс .т			
	Геологические		Извлекаемые	
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂
Ю ₁ ⁰⁻²	15360	2523	4485	737
Ю ₁ ³	54716	2679	19479	954
Ю ₁ ⁴	42171	-	15604	-
Ю ₂	12636	-	4171	-
М	2263	-	810	-
Итого:	127146	5202	44549	1691

Таблица 2.2 – Состояние запасов нефти Лугинецкого НГКМ

Пласт	Текущие запасы нефти, тыс .т				Текущий КИН (ABC ₁)
	Геологические		Извлекаемые		
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	
Ю ₁ ⁰⁻²	14116	2523	3241	737	0,081
Ю ₁ ³	45805	2679	10568	954	0,163
Ю ₁ ⁴	34199	-	7632	-	0,189
Ю ₂	12530	-	4065	-	0,008
М	2263	-	810	-	-
Итого:	108913	5202	26316	1691	0,142

Таблица 2.3 – Состояние запасов газа газовых шапок на Лугинецком НГКМ

Пласт	Начальные геологические запасы, млн м ³		Текущие геологические запасы, млн м ³	
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂
Ю ₁ ⁰⁻²	23770	91	22686	91
Ю ₁ ³	23498	-	17206	-
Ю ₁ ⁴	14344	-	5432	-
Ю ₂	2559	-	2085	-
Итого:	64171	91	47229	91

Таблица 2.4 – Состояние запасов конденсата на Лугинецком НГКМ

Пласт	Текущие геологические запасы, тыс. т		Текущие извлекаемые запасы, тыс. т		Текущий КИК (ABC ₁)
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂	
Ю ₁ ⁰⁻²	4403	18	2851	12	0,036
Ю ₁ ³	3637	-	2102	-	0,194
Ю ₁ ⁴	1538	-	601	-	0,442
Ю ₂	426	-	259	-	0,134
М	-	71	-	47	-
Итого:	10004	89	5813	59	0,189

Таблица 2.5 – Состояние запасов растворенного газа на Лугинецком НГКМ

Пласт	Текущие геологические запасы, млн м ³		Текущие извлекаемые запасы, млн м ³	
	ABC ₁	C ₂	ABC ₁	C ₂
Ю ₁ ⁰⁻²	704	116	492	116
Ю ₁ ³	3058	150	1532	150
Ю ₁ ⁴	2450	-	1107	-
Ю ₂	655	-	633	-
М	58	-	58	-
Итого:	6925	266	3822	266

Доля остаточных извлекаемых запасов нефти на Лугинецком НГКМ за 37 лет разработки составляет 59% от начальных геологических запасов (рис. 2.2), что позволяет свидетельствовать о неудовлетворительном состоянии разработки данного лицензионного участка. В соответствии с этим возникает необходимость наращивания темпов развития технологий, позволяющих наиболее интенсивно извлекать нефть из продуктивных зон месторождения.



Рисунок 2.2 – Остаточные извлекаемые запасы нефти Лугинецкого месторождения

2.2 Геолого-промысловая характеристика Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Лугинецкому локальному поднятию – структуре третьего порядка, расположенному в северо-западной переклиальной части Пудинского мегавала – структуры первого порядка. В пределах месторождения выделяются две площади: Лугинецкая и Северо-Лугинецкая.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с терригенными коллекторами верхней юры (пласты $Ю_1^{0-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$), средней юры (пласт $Ю_2$) и отложениями палеозойского возраста (пласт М).

Продуктивные пласты отличаются значительной изменчивостью коллекторских свойств как по площади, так и по разрезу, толщина изменяется от 0 до 15-20 м, коллекторы низкопроницаемые.

Все залежи имеют единый ВНК и ГНК на глубине 2244 и 2225 м соответственно. Этаж нефтеносности составляет 19-20 м.

Горизонт Ю₁ содержит пять продуктивных пластов: Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1,0 – 2,0 до 10 и более метров. Пласты Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁² объединены в один объект подсчета запасов Ю₁⁰⁻². Характерным для пласта Ю₁⁰⁻² является наличие многочисленных зон замещения коллекторов плотными разностями.

Лугинецкая площадь содержит следующие продуктивные пласты.

В пласте Ю₁⁰⁻² выявлена нефтегазоконденсатная залежь с газовой шапкой. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 24,5×17,5 км, высота 100 м. 77 % площади залежи занимает газовая шапка, высота газовой шапки – 81 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пород согласно изученному керну (пористость – 192 определения из 38 скважин, проницаемость 148 определений из 32 скважин), по ГИС (пористость в 548 скважинах, нефтенасыщенность в 117 скважинах, газонасыщенность в 489 скважинах), по ГДИС – шесть определений проницаемости в шести скважинах.

При проектировании значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности приняты результаты по ГИС.

Свойства нефти изучались по восьми глубинным пробам, отобранным из четырех скважин и пяти поверхностным пробам, отобранным из трех скважин. Нефть особо легкая, парафинистая, малосернистая.

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность определены на 26 образцах.

Пласт Ю₁³ содержит нефтегазоконденсатную залежь с тремя газовыми шапками. Размеры залежи 20,3×16,2 км, высота – 81 м. Площадь газовых шапок составляет 66,6 % от площади залежи, высота газовых шапок 62,39 и 10 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пород изучались по керну (пористость – 669 определения из 55 скважин, проницаемость 445 определений из 50 скважин), по ГИС (пористость в 555 скважинах, нефтенасыщенность в

369 скважинах, газонасыщенность в 264 скважинах), по ГДИС – 49 определений проницаемости в 38 скважинах.

При проектировании значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности приняты результаты по ГИС.

Свойства нефти изучались по 53 глубинным пробам, отобранным из 29 скважин и 40 поверхностным пробам, отобранных из 30 скважин. Нефть особо легкая, парафинистая, малосернистая.

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность определены на 35 образцах.

В пласте Ю₁⁴ выявлено две нефтегазоконденсатных и три нефтяных залежи.

Западная залежь 1 – нефтегазоконденсатная с газовой шапкой. Размеры залежи 19,1×9,3 км, высота – 66 м. Площадь газовой шапки составляет 57,1 % площади залежи, высота газовой шапки – 47м.

Восточная залежь 2 – нефтегазоконденсатная с двумя газовыми шапками. Размеры залежи 10,0×6,3 км, высота – 21 м. Площадь газовых шапок составляет 18,5 % площади всей залежи, высота газовых шапок – 18,5 и 2 м.

Юго-западная залежь 3 – нефтяная. Размеры залежи 6,8×2,2 км, высота – 9 м.

Юго-западная залежь 4 – нефтяная, пластово-сводовая. Размеры залежи 0,3×0,4 км, высота – 2,0 м.

Юго-западная залежь 5 – нефтяная. Размеры залежи 0,4×0,4 км, высота – 2,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пород изучались по керну (пористость – 367 определения из 33 скважин, проницаемость 264 определений из 26 скважин), по ГИС (пористость в 317 скважинах, нефтенасыщенность в 275 скважинах, газонасыщенность в 62 скважинах), по ГДИС – 67 определений проницаемости в 42 скважинах.

При проектировании значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности приняты результаты по ГИС.

Свойства нефти изучались по 29 глубинным пробам, отобранным из 19 скважин и 32 поверхностным пробам, отобранных из 23 скважин. Нефть особо легкая, парафинистая, малосернистая.

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность определены на 30 образцах.

Пласт Ю₂ содержит 5 залежей. Западная залежь 1 – нефтегазоконденсатная с газовой шапкой. Размеры залежи 14,1×7,8 км, высота – 47 м. Площадь нефтяной оторочки составляет 99 % общей площади залежи, высота газовой шапки – 28м. Центральная залежь 2 – нефтяная. Размеры залежи 1,4×0,8 км, высота – 16 м. Восточная залежь 3 – нефтяная. Размеры залежи 4,4×2,4 км, высота – 17 м. Восточная залежь 4 – нефтяная. Размеры залежи 1,2×0,6 км, высота – 5 м. Восточная залежь 5 – нефтяная. Размеры залежи 1,9×1,4 км, высота – 10,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пород изучались по керну, по ГИС и по ГДИС .

При проектировании значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности приняты результаты по ГИС.

Свойства нефти изучались по двум глубинным пробам, отобранным из одной скважин и семи поверхностным пробам, отобранных из четырех скважин. Нефть особо легкая, парафинистая, малосернистая.

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность экспериментально не определялись.

Пласт М характеризуется наличием нефтяной залежи, размеры которой 3,5×2,0 км, высота 18 м.

Исследования по керну и ГДИС не проводились. Фильтрационно-емкостные свойства пород изучались по ГИС (пористость – в одной скважине, нефтенасыщенность – в одной скважине).

Свойства нефти изучались по двум глубинным пробам, отобранным из одной скважин и одной поверхностной пробой. Нефть тяжелая, высокопарафинистая, малосернистая.

Коэффициент вытеснения и остаточная нефтенасыщенность экспериментально не определялись.

Учитывая критерии выбора скважин-кандидатов для проведения зарезки боковых стволов [3], анализируем объекты разработки Лугинецкого месторождения Ю₁⁰⁻², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂, М.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.6.

Учитывая геолого-физические характеристики пластов-коллекторов, а также продольный геологический разрез вдоль площади месторождения, наиболее перспективными для разработки с помощью метода ЗБС являются пласты Ю₁³, Ю₁⁴, так как имеют наибольшую площадь нефтеносности и нефтенасыщенную толщину наравне с наибольшей проницаемостью по сравнению с другими пластами-коллекторами и наибольшими запасами.

Таблица 2.6 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Лугинецкого НГКМ

Параметры	Лугинецкий участок				
	Ю ₁ ⁰⁻²	Ю ₁ ³	Ю ₁ ⁴	Ю ₂	М
1	2	3	4	5	6
Тип залежи	Пластово-сводовая литологически экранированная				
Тип коллектора	Поровый				
Площадь нефтеносности, тыс м ²	102964	131225	116569	59013	4075
Площадь газоносности, тыс м ²	233791	150726	71452	15608	-
Средняя общая толщина, м	13,8	12,4	10,6	25,4	11,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	4,8	6,4	8,1	5,8	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,0	6,3	5,1	3,7	7,0
Коэффициент пористости, д.ед.	0,157	0,186	0,186	0,17	0,19
Проницаемость по ГИС (нефтяная), 10 ⁻³ мкм ²	12,7	49,0	77,6	52,1	0,8
Проницаемость по ГИС (газовая), 10 ⁻³ мкм ²	13,4	56,0	66,2	51,2	-
Начальное пластовое давление, МПа	24,3	24,3	24,3	24,3	24,4

Продолжение таблицы 2.6

Начальная пластовая температура, °С	81	81	81	81	91
Газосодержание, м ³ /т	157	157	157	157	71
Плотность нефти в пластовых условиях, т/см ³	0,665	0,685	0,67	0,678	0,830
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,63	0,61	0,55	0,43	3,91
Абсолютная отметка кровли, м	2180	2238	2240	2242	2312
Абсолютная отметка ГНК, м	2225	2225	2225	2225	-
Абсолютная отметка ВНК, м	2224	2224	2224	2224	2330
Уд. Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа*м)	0,4	0,41	1,98	1,85	-

Но переходить к разработке данных пластов, по мнению автора, следует позже, так как существует множество зон с остаточными запасами, доизвлечение которых может оказать значительное влияние на степень выработанности месторождения.

Запасы, расположенные в краевых зонах месторождения, характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Разбуривание новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях, из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими методами невозможно.

В соответствии с этим, автором внесено предложение о применении метода зарезки бокового горизонтального ствола (ЗБГС) на пласт Ю₁² с целью выработки недренируемых участков (краевых зон месторождения).

Геологическая карта нефтенасыщенных толщин по пласту Ю₁⁰⁻² представлена в приложении А.

2.3 Состояние разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения

Система разработки для всех объектов Лугинецкого НГКМ обращенная девятиточечная в сочетании и избирательным и приконтурным заводнением. Схема размещения скважин квадратная с расстоянием между скважинами для

объекта Ю₁⁰⁻² – 700м, для объектов Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂, М – 500-500 м. Выработка запасов газа газовой шапки и конденсата предусматривается фондом нефтедобывающих скважин. Проектный фонд скважин – 1065, из них добывающих – 764, в т.ч. 67 горизонтальных, нагнетательных – 277, водозаборных – 24, наблюдательных – 4 (переводятся из добывающих в пределах контура газоносности).

Объект М в разработку не вводился.

На 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 585 скважин, в том числе 401 добывающих, 160 нагнетательных и 24 водозаборных. В действующем фонде числятся 155 добывающих и 79 нагнетательных скважин. Ликвидировано и ожидают ликвидации 107 скважин.

Добыча газа газовой шапки осуществляется нефтедобывающими скважинами.

С начала разработки добыто 18233 тыс. т нефти, 2324 тыс. т конденсата, 16942 млн. м³ газа газовых шапок, 3103 млн. м³ растворенного газа. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти – 40,6%, газа газовых шапок – 26,4%, конденсата – 28,6%, КИН – 0,142, КИК – 0,189. Накопленная добыча нефти ниже проектного уровня на 0,1 %.

Выделяются следующие объекты разработки.

1. Объект Ю₁⁰⁻²

Общий фонд скважин 109. Фонд нефтяных скважин – 81, в т.ч. действующих – 23, бездействующих – 10, в консервации – 17, наблюдательных две, в ожидании ликвидации девять, ликвидированных – 20. Фонд нагнетательных скважин – 28, в т.ч. действующих – 11, бездействующих – 15, в ожидании ликвидации – 2. Проектный фонд реализован на 44%.

С начала разработки добыто 1244 тыс. т нефти, 163 тыс. т конденсата, 1084 млн. м³ газа газовых шапок, 212 млн. м³ растворенного газа. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти – 27,3%, газа газовых шапок – 4,6 %, конденсата – 5,4%, КИН – 0,080.

Закачка воды начата в 1988 г., всего в пласт закачано 3504 тыс. м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 31,8 %, накопленная – 33,5 %. За последние пять лет годовая закачка воды в пласт составляла 12,2 – 18,9% от проектной.

2. Объект Ю₁³

Общий фонд скважин – 399. Фонд нефтяных скважин – 276, в т.ч. действующих – 115, бездействующих – 29, в консервации – 68, наблюдательных шесть, в ожидании ликвидации – 55, ликвидированных – 3. Фонд нагнетательных скважин – 123, в т.ч. действующих – 64, бездействующих – 58, в освоении – одна. Проектный фонд реализован на 75,3%.

Формирование проектной системы разработки затруднено большим бездействующим фондом эксплуатационных скважин.

С начала разработки добыто 8911 тыс. т нефти, 877 тыс. т конденсата, 6472 млн. м³ газа газовых шапок, 1526 млн. м³ растворенного газа. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти – 45,0%, газа газовых шапок – 27,5 %, конденсата – 29,4%, КИН – 0,160.

Закачка воды начата в 1987 г., всего в пласт закачано 47357,4 тыс. м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 48,5 %, накопленная – 77,5 %.

3. Объект Ю₁⁴

Общий фонд скважин – 211. Фонд нефтяных скважин – 145, в т.ч. действующих – 71, бездействующих – 15, в консервации – 28, наблюдательных пять, в ожидании ликвидации – 22, ликвидированных – 4. Фонд нагнетательных скважин – 68, в т.ч. действующих – 34, бездействующих – 32, в отработке на нефть две. Проектный фонд реализован на 60,5%.

Формирование проектной системы разработки затруднено большим бездействующим фондом эксплуатационных скважин.

С начала разработки добыто 7972 тыс. т нефти, 1218 тыс. т конденсата, 8912 млн. м³ газа газовых шапок, 1343 млн. м³ растворенного газа. Отбор от

начальных извлекаемых запасов нефти – 51,1%, газа газовых шапок – 62,1 %, конденсата – 67,0%, КИН – 0,189.

Закачка воды начата в 1987 г., всего в пласт закачано 33175,8 тыс. м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 25,8 %, накопленная – 46,1 %.

4. Объект Ю₂

Общий фонд скважин – 14. Фонд нефтяных скважин – 12, в т.ч. действующих – 4, бездействующих – 1, в консервации – 2, наблюдательных – 1, в ожидании ликвидации – 4. Фонд нагнетательных скважин – 2, в т.ч. действующих – 1, бездействующих – 1. Проектный фонд реализован на 11,4%.

С начала разработки добыто 106 тыс. т нефти, 66 тыс. т конденсата, 474 млн. м³ газа газовых шапок, 22 млн. м³ растворенного газа. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти – 2,5%, газа газовых шапок – 18,5 %, конденсата – 20,3%, КИН – 0,008.

Закачка воды начата в 1988 г., всего в пласт закачано 652,6 тыс. м³. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой – 1,3 %, накопленная – 17,0 %.

Исходя из проанализированного состояния объектов разработки предложен метод ЗБС, который имеет широкое распространение во множестве нефтяных компаний России, и который зарекомендовал себя как один из наиболее эффективных методов воздействия на пласт в условиях падающей добычи нефти, перехода большинства месторождений на позднюю стадию разработки, а также при активизации бездействующих скважин.

На Лугинецком НГКМ 40 % фонда скважин простаивает из-за высокой обводненности и высокого газового фактора вследствие аварий или нерентабельности дальнейшей разработки. В соответствии с этим наилучшим способом доработки остаточных запасов является метод ЗБС, так как следует принять во внимание тот факт, что бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку нерентабельной.

3. Обоснование расчетных технологических показателей работы скважин

3.1 Обоснование выбора скважин-кандидатов для проведения ЗБС пласта Ю₁² Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения

3.2 Анализ операций зарезки бокового ствола на скважинах №55 и №1324

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет стоимости проведения мероприятия по ЗБС

4.2 Технико-экономический анализ проведения ЗБС на Лугинецком НГКМ

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Сущность данной магистерской диссертации заключается в оценке эффективности применения зарезки боковых стволов скважин для выработки остаточных запасов нефти на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении.

Область применения: нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири.

Место проведения зарезки бокового ствола: АО “Томскнефть ВНК”, куст №85, скважина №55, №1324.

Актуальность работы заключается в экологически и технологически безопасном проведении зарезки бокового ствола в труднодоступные части залежи с целью извлечения остаточных запасов нефти. Данный процесс должен происходить при учете всех правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Необходимо неукоснительно выполнять требования законодательства РФ, нормативных правовых документов РФ и локальных нормативных документов в области безопасности труда!

Все работы должны выполняться при соблюдении следующих условий:

- до начала работ проведен анализ существующих опасных и вредных факторов, разработаны, доведены до исполнителей и обеспечены необходимые меры предупреждения возможных нежелательных событий и снижения вероятности и (или) тяжести их последствий;
- до начала выполнения работ определены действия на случай аварийной ситуации, пожара;
- на работы повышенной опасности оформлен наряд-допуск, территория проведения работ обозначена сигнальными лентами и/или знаками безопасности;

- исполнители работ обучены требованиям охраны труда, мерам пожарной и промышленной безопасности, имеют соответствующую квалификацию и по состоянию здоровья пригодны к выполнению работ; ознакомлены с инструкциями по безопасному ведению работ;
- средства индивидуальной и коллективной защиты применяются с учетом выявленных опасностей и требований к безопасному производству работ на объекте;
- исключено присутствие лиц, находящихся в состоянии алкогольного или наркотического (токсического) опьянения, а также непригодных к выполнению работ по состоянию здоровья;
- исключен допуск лиц, не связанных с выполнением данной работы;
- работники рабочих профессий ОАО «Томскнефть» ВНК, подрядных (сервисных) организаций обучены оказанию первой помощи;
- оборудование, механизмы, инструменты и устройства безопасности пригодны для конкретного вида работ и исправны.

Производственная безопасность

Раздел социальной ответственности направлен на разработку решений, обеспечивающих безопасное ведение технологических процессов, уменьшение рисков, исключение несчастных случаев, снижение негативных воздействий на окружающую среду.

В данном разделе рассматривается площадь участка выполнения работ по зарезке боковых стволов на кустовых площадках Лугинецкого месторождения на открытом воздухе в любых климатических условиях.

В таблице 5.1 представлены основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для проведения буровых работ по зарезке боковых стволов.

Вопросам охраны окружающей среды в ОАО «Томскнефть» ВНК придается большое значение.

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические.

Таблица 5.1 – Перечень основных вредных и опасных производственных факторов

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.003-2015 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Проведение бурения БГС, закачка бурового раствора.	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линий МБУ, закачка промывочной жидкости под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76; Стандарт АО «Томскнефть» ВНК Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5
Работа на МБУ в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	ГОСТ 12.1.007-76
Работа на МБУ в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96

Анализ вредных производственных факторов.

Вредные вещества

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются: стационарные дизельные двигатели, электростанции и ДВС технологических машин.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.005-88 представлены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ.

Вредное вещество	ПДК, разовая, мг/м ³	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

Воздействие диоксида серы в концентрациях выше предельно допустимых может приводить к существенному увеличению различных болезней дыхательных путей, воздействовать на слизистые оболочки, вызывать воспаление носоглотки, бронхиты, кашель, хрипоту и боль в горле. Особенно высокая чувствительность к диоксиду серы наблюдается у людей с хроническими нарушениями органов дыхания, с астмой.

Часть выбросов оксида азота трансформируется в диоксид азота. При небольших концентрациях диоксида азота наблюдается нарушение дыхания, кашель. Рекомендовано не превышать ПДК диоксида азота, поскольку выше этого уровня наблюдаются болезненные симптомы у больных астмой и других групп людей с повышенной чувствительностью.

Основные симптомы отравления диоксидом азота, в зависимости от концентрации – снижение цветовой и световой чувствительности глаз, сильная головная боль, слабость, головокружение, потеря сознания, потеря сознания, остановка дыхания, смерть.

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

Повышенный уровень шума

В процессе производства буровых работ, особое внимание уделяется повышенному уровню шума. Шумы, при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, снижению слуха, вплоть до глухоты. Предельно допустимые уровни шума для производственных объектов представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Предельно допустимые уровни шума.

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Негативное влияние микроклимата на организм: перегрев организма, пересыхание и растрескивание кожи и слизистой, различные виды болезней (гипертомия, переохлаждение) и др.

Нормирование микроклиматических условий не производится, но является необходимым принятие конкретных мер по снижению неблагоприятного воздействия на рабочий персонал.

При отклонении показателей микроклимата, во избежание вредных последствий, работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), предусмотренными нормативными документами предприятия.

Таблица 5.4 – Приостановка работ в зависимости от погодных условий.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности.

Любые вращающие и движущие механизмы представляют опасность для работников организации, так как могут причинить травмы в следствие непосредственного контакта механизма и человека. Опасной зоной является пространство, в пределах которого работники подвергаются действию опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности имеют достаточно обширный спектр распространения, к примеру, это могут быть незащищенные подвижные элементы оборудования, такие как лебедка, насосы, ротор, цепные приводы, непрочные конструкции, стружка, шероховатости на поверхности изделий, а также падение предметов с высоты.

Давление

Сосуды, работающие под давлением (СРД) представляют опасность для всех рабочих, находящихся в опасной зоне. Повышенное давление могут нанести тяжкие травмы и ушибы вследствие разрушения оборудования. В целях предотвращения возникновения инцидентов на производстве, применяют различные предохранительные устройства, проверенные испытаниями на прочность и герметичность.

Электробезопасность

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической

цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 [мА] согласно ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ.

Причины электротравматизма: халатное отношение работников к работе, недостаточно изолированные токоведущие части, провода, выход из строя телемеханики на узле приема/пуска ВТУ.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Взрывопожаробезопасность.

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и

размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны работников

Требования к рабочему месту.

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя, или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать: Физическую тяжесть работ;

размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей).

Рабочее место при выполнении работ в положении сидя должно соответствовать требованиям ГОСТ12.2.032-78, в положении стоя ГОСТ12.2.033-78.

При высоте рабочей поверхности и размерах моторного поля, соответствующих рабочему месту при выполнении работ в положении стоя, если технологический процесс не требует постоянного передвижения работающего и физическая тяжесть работ позволяет выполнять их в положении сидя, в конструкцию рабочего места следует включить кресло и подставку для ног, а также предусмотреть в конструкции производственного оборудования пространство для размещения ног, позволяющие выполнять работы при высокой посадке работающего. Высота поверхности сиденья кресла над полом, размеры.

Экологическая безопасность.

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

– нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

– загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;

– загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

– развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

– сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

– высокая степень утилизации нефтяного газа;

– оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров, для этого необходимо:

1. Обеспечение автоматического регулирования уровня в сепараторах КСЦ; 81

2. Монтаж и ввод в эксплуатацию установок улавливания легких фракций нефти из резервуаров (УЛФ);

3. Внедрение гибких дисков-отражателей в резервуарах;

4. Монтаж резервуарных конденсаторов;

5. Снижение температуры нефти, поступающей в резервуары;

6. Сокращение числа эксплуатационных нефтяных резервуаров (замена герметичными буллитами);

7. Ввод в эксплуатацию центробежных вертикальных сепараторов.

Для уменьшения потерь нефти в результате ее капельного уноса при сепарации необходимо:

1. Применение устройства предварительного отбора газа с каплеуловителями в технологической схеме сепарации;
2. Ввод в эксплуатацию сепарационных наклонных трубных установок (УСТН-1);
3. Ввод в эксплуатацию блочных автоматизированных сепарационных установок;
4. Оснащение сепарационных установок блоками струйных насадок типа КС-1.

Производственная деятельность предприятий нефтяной промышленности вследствие объективных и субъективных особенностей технологических процессов оказывает определённое техногенное воздействие на окружающую среду, основными видами которого являются:

1. Изъятие земельных ресурсов для строительства объектов нефтегазодобычи.
2. Нормативные выбросы в атмосферу и сбросы в водную среду и на рельеф побочных продуктов производственной деятельности.
3. Извлечение с нефтью высокоминерализованных попутных вод.
4. Захоронение отходов бурения.
5. Выбросы вредных веществ в атмосферу. (Сжигание нефтяного газа на факелах, испарение легких углеводородных фракций в процессе хранения и транспортирования нефти, работа специальной автотехники).
6. Аварийные разливы нефти и пластовых сточных вод. В результате указанных процессов в окружающую среду поступают различные вредные вещества:
 - углеводороды, сероводород, оксиды азота, сажа, оксиды углерода, сернистый ангидрид–при выбросах в атмосферу;
 - нефть и нефтепродукты, пластовые минерализованные воды, синтетические вещества (ПАВ), ингибиторы коррозии и парафиновые отложения, деэмульгаторы, химические реагенты, буровые сточные воды и буровой шлам–при сбросе в водные объекты и на рельеф местности.

Охрана недр и окружающей среды

Одним из направлений деятельности отдела охраны окружающей среды и промышленной санитарии является проведение контроля за качеством поверхностной воды водотоков и водоемов, который осуществляется путем отбора проб воды в определенных точках и дальнейшего их анализа в лабораторных условиях. Постоянные пункты контроля за качеством воды водотоков располагаются: на пересечении водотоками границ месторождений, истоках рек, крупных протоках, где наблюдается изменения качества воды.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на рабочей скважине могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Возможными причинами аварий могут быть:

- аварии
- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).
- Взрывы и пожары

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом ремонтно-восстановительных работ переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной
- среды, при этом содержание паров газа не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Общие требования к технике безопасности при зарезки боковых стволов.

Все работы по бурению, креплению и освоению БС должны выполняться с соблюдением требований, изложенных в правилах безопасности (ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности), действующих региональных и отраслевых инструкциях и нормативных документах (РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах):

1. К производству работ по бурению БС допускаются лица, достигшие совершеннолетнего возраста, прошедшие обучение, ознакомленные с типовыми инструкциями и прошедшие дополнительный инструктаж по безопасному ведению работ при бурении, креплении и освоении.

2. На объекте должен быть план ликвидации возможных аварий с определением обязанностей каждого члена бригады.

3. Все члены бригады, участвующие в работах на объекте, должны знать способ оказания первой (доврачебной) помощи в соответствии действующими требованиями.

4. Рабочие несут ответственность за нарушение норм и правил по охране труда в порядке, установленном правилами внутреннего трудового распорядка, КЗоТ РФ, УК РФ.

5. Типовые схемы обвязки устьевого оборудования и коммуникаций для каждого месторождения разрабатываются по согласованию с Ростехнадзором и противопожарной службой и утверждаются организацией, ведущей разработкой месторождения.

6. Объект строительства БС должен быть оборудован противопожарными устройствами и обеспечен противопожарным инвентарем, согласно инструкции по противопожарной безопасности.

7. При бурении БС в области охраны окружающей среды главным требованием является минимальное воздействие на почвенный покров, водоемы различного назначения, растительность и животный мир путем реализации экологически мало опасных и малоотходных технологий бурения скважин.

Требования безопасности при проведении подготовительных работ:

1. Во время приема вахты бурильщик обязан ознакомиться с записями в вахтовом журнале, отражающими проделанную работу предыдущей вахтой и распоряжениями мастера.

2. Совместно с бурильщиками предыдущей вахты проводится осмотр оборудования, инструмента, рабочей площадки. Проверяется исправность электроснабжения, заземления, освещения и связи. Рабочие места должны содержаться в чистоте и исправности, быть свободными от посторонних предметов. В случае несоответствия рабочего места, оборудования и инструмента требованиям безопасности, вахта не принимается до устранения предыдущей вахтой выявленных нарушений.

3. Бурильщик должен проверить наличие средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения.

4. В случае обнаружения нарушений, устранение которых не может быть проведено силами бригады, необходимо доложить мастеру или руководству

цеха. Прием – сдача вахты оформляется записью в журнале с подписью бурильщиков.

5. Результаты осмотра оборудования заносятся бурильщиков в «Журнал ежесменного осмотра оборудования».

6. Перед производством работ на скважине с возможными газонефтеводопроявлениями и поглощениями бурильщик обязан проверить:

- исправность противовыбросового оборудования;
- комплектность обмедненного инструмента.

Выводы

В данном разделе был представлен анализ вредных и опасных производственных факторов, способных нанести вред здоровью рабочей бригады ЗБС, экологические факторы воздействия, требования к безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены основные правовые и организационные вопросы повышения безопасности рабочих в условиях проведения зарезки боковых стволов. Так же рассмотрены основные методы воздействия на человека различных факторов и предельно допустимые концентрации вредных веществ, уровня шума и т.д. С целью предотвращения негативного воздействия на рабочих, был рассмотрен перечень СИЗ для каждого приведенного в работе фактора. Данные нормы и правила помогают обезопасить производственный процесс, снизить риски, связанные с угрозой жизни людей, а так же учесть перед началом выполнения работ, все факторы, которые могут возникнуть при проведении данной операции.

Заключение

С целью оценки эффективности применения ЗБС для выработки остаточных запасов нефти из труднодоступных участков на Лугинцеком нефтегазоконденсатном месторождении, была проведена оценка текущего состояния разработки, которая показала неудовлетворительный результат из-за низкого темпа выработки запасов и соответственно малого значения коэффициента извлечения нефти для пласта Ю₁⁰⁻², который составляет на данный момент 0,081.

Для решения данной проблемы, автором были выявлены краевые труднодоступные участки Лугинецкого НГКМ с потенциальными остаточными запасами не менее 0,15 от начальных извлекаемых запасов (для скважин №55 и №1324 потенциальные извлекаемые запасы составили 17 и 13 тыс т соответственно). Далее, на основании исходных данных, взятых из ПДГТМ, в настоящем времени действующей на производстве, был составлен прогноз основных технологических параметров работы скважины в режиме добычи на 5 лет.

Оценка эффективности применения зарезки бокового ствола на Лугинецком месторождении показала следующие результаты:

- Метод ЗБС на скважине №1324 показал себя эффективным с технологической и экономической точки зрения.
- Метод ЗБС на скважине №55 показал себя эффективным с технологической и экономической точки зрения.
- Наиболее выгодным и перспективным показал себя вариант с ЗБС на скважине №55, так как накопленная добыча через 5 лет составит 17,5 тыс.т., по сравнению со скважиной №1324, накопленная добыча которой составит за тот же период 11,2 тыс т.
- Чистая прибыль от реализации ЗБС на скважинах №55 и №1324 составит 301,85 и 167,1 млн руб. соответственно.

Список публикаций студента

1. Коновалов А.А. “Анализ эффективности применения технологии бинарных смесей для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири”, XXIII Международный симпозиум студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», 2019 г.

2. Коновалов А.А., Дудин Е.Ю./ “Анализ эффективности применения технологии бинарных смесей для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири”, VIII Международная молодежная научная конференция “Научно-технические технологии в решении проблем нефтегазового комплекса”, 2018 г.

3. Ахмадулин Р.Р., Коновалов А.А. / ” Анализ эффективности абсорбционной осушки газа различными абсорбентами. Расчет тарельчатого абсорбера” / Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Том 2. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – С.646-648

Список литературы

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России/ Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др. Издание в 2 т./под ред. В.Е. Гавуры. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 280 с.
2. Политика ОАО «НК «Роснефть» «В области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» №П4-05 версия 3.00, введенная распоряжением ОАО «Томскнефть» ВНК от 24.02.2009 №042.
3. Положение ОАО «Томскнефть» ВНК «Основные принципы деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» №ПЗ-05 Р-0013 ЮЛ-098, утвержденное и введенное в действие распоряжением ОАО «Томскнефть» ВНК от 08.07.2014 №284.
4. Разработка нефтяных месторождений, бурение скважин с боковыми и горизонтальными стволами/ И.А. Прокопенко, М.Н. Прокопенко / Академический журнал Западной Сибири №6, 2018 – Т-14. – 77 с.
5. Стандарт ОАО «Томскнефть» ВНК «Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды» №ПЗ-05 С-0009 ЮЛ-098, утвержденный и введенный в действие распоряжением ОАО «Томскнефть» ВНК от 14.08.2014 №356.
6. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах/ Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Издание в 5 т./ под общ. Ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок – Краснодар: Издательский Дом –Юг, 2017 – Т. 3 – 318 с.
7. Опыт применения и перспективы бурения боковых стволов на объекте ЮС₂¹ Руссинского месторождения/ С.Л. Орловский/ ГАНУ “Институт стратегических исследований РБ”, 2017 – с 68-71
8. Тюкавкина О. В. К вопросу изучения геолого-промысловых параметров юрских коллекторов Федоровской вершины // Георесурсы. 2012. № 6 (48). с. 16–19.

9. Тюкавкина О. В. Литолого-петрографические характеристики сложнопостроенных коллекторов группы ЮС в зонах остаточных запасов // Геология, география и глобальная энергия. 2013. 1 (48). с. 23–32.
10. Тюкавкина О. В. Изучение геологических и геофизических параметров коллектора для построения модели // Отечественная геология. 2013. № 1. с.19–23.
11. Тюкавкина О. В. Моделирование литологически сложнопостроенных зон нефтегазоносности// Технологии нефти и газа. 2013. № 6 (89). с. 42–47.
12. Тюкавкина О. В. Современные методы выявления зон сложнопостроенных коллекторов трудноизвлекаемыми запасами для принятия эффективных проектных решений // Изв. вузов. Горный журнал. 2013. № 8. с. 50–57.
13. Lushpeev V. A., Tyukavkina O. V., Vasyanovich M. V. Method of Determining the cause of Water Cut Wells // World Applied Sciences Journal. 2014. 29 (12). P. 1645–1648.
14. Тюкавкина О. В. Принципы построения цифровых моделей для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки // Технологии нефти и газа. 2013. № 3(86). с. 40–45.
15. Tyukavkina O. V., Chernyshov A. I. The influence of lithologic and commercial reservoir qualities on the efficiency of hydraulic fracturing // The Recent Trends in Science and Technology Management. Held by SCIEURO in London, 9–10 May 2013. London, 2013. p. 224–231.
16. Тюкавкина О. В. Построение геологической модели юрских коллекторов на примере месторождений Быстринского вала // Изв. вузов. Горный журнал. 2013. № 1. с. 119–124.
17. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор/ Савченко А.В., Березовский Д.А./ “Наука.Техника.Технологии (политехнический вестник)” №3 – 2018 г –с 97-100.

18. Батулин А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008 – 111 с.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
20. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
21. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
25. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
26. ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
27. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
28. Н.Ш. Хайретдинов, В.Е. Андреев, К.М. Федоров, Ю.А. Котенев. Прогнозирование методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов / Гилем.:Уфа, 1997 г.
29. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.
30. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
31. Справочное руководство ECLIPSE 2012.2.–Schlumberger.– 2012.– 2771с.

32. Зарезка боковых стволов. Учебное пособие. ОАО «Самаранефтегаз», Самара 2007г.
33. Отчет по договору оказание услуг по выполнению программы экологического мониторинга и производственного аналитического контроля на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК в 2010 г.
34. Экологический паспорт природопользователя ОАО «Томскнефть» ВНК. (Томская область), ОАО «Томскнефть» ВНК, - Томск. – 2004.
35. G. Vortis. Special report. EOR continues to unlock oil resources.// Oil&Gas Journal, April 12, 2004, V. 102.14, p. 45-65
36. Конторович В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности седловины между Каймысовским и Нижневартовским сводами. Отчет с/п 18,23/87-88. ТГТ, г Колпашево, 1988 г
37. Чернышов С.Е. Обоснование профиля дополнительного ствола скважины при строительстве в осложнённых условиях /С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008., - Л'« 8. - С. 45-48.
38. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии /Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, Т.И. Соболева, С.Е. Чернышов, А.П. Предеин //Научные исследования и инновации: научный журнал 2008. Т.2, № 4. - С. 89-92.
39. Бадьянов В.А. Методы прогнозирования коэффициентов охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений // Нефть и газ Тюмени, вып. №9, 1971.
40. Медведский Р.И., Севастьянов А.А.. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – С-Пб.: Недра, 2004.

Приложение А

Раздел 1
Introduction
Literature review
Conclusion

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Коновалов Андрей Александрович		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Новикова В.С.			

Introduction

Luginetskoe oil and gas condensate field was discovered in 1996 by exploration well No. 152. The development of the field has been conducted since 1982 with the launch of exploration well No. 155, production drilling started in 1983. At the moment, the development of the field is carried out according to the project document “Addition to the technological scheme of development of the Luginetskoe oil and gas condensate field (JSC Tomskneft VNK)” (Rosnedra Protocol No. 5680 of 17.10.2013). The accumulated oil production as of 01.01.2016 is 18223 thousand tons, the selection from the BOTTOM – 40.6%. Actual oil production in 2015 amounted to 424.0 thousand tons, which is lower than the design value by 48.7 thousand tons (10.3%). The presented data on the state of development of the Luginetskoe oil and gas condensate field indicate an unsatisfactory state of development. In accordance with the above indicators, a design decision was made to withdraw wells from inactivity and extract residual oil reserves at the field. One of the most effective and common methods of reworking of residual reserves is the restoration of marginal and emergency wells by cutting side shafts into adjacent interlayers.

Sidetracking is the most optimal, from an economic and technological point of view, technology that allows to enter into the development of previously untreated interlayers and hard-to-recover hydrocarbon reserves that could not be involved in the development of other methods. Thus, with the help of this technology, it will be possible to increase oil production and the coefficient of oil extraction from the reservoirs.

The use of sidetracking is particularly relevant in this field, as there is a significant part of the inactive well stock for reasons of high water cut, increased gas factor or on the verge of profitability due to low flow rate. This technique allows you to avoid unnecessary costs for drilling, construction and development of wells, as well as to involve in the development of previously non-drained interlayers and hard-to-recover hydrocarbon reserves, the production of which was not previously possible.

The purpose of this work is to assess the effectiveness of the use of sidetracking wells for the production of residual oil reserves from the marginal hard-to-reach areas in the Luginetskoe oil and gas condensate field.

To achieve this goal, the work identified the following tasks:

1. Assessment of the current state of development of Luginetskoe oil and gas condensate field.
2. Forecast of technological parameters of the well in production mode.
3. Evaluation of the effectiveness of the use of sidetracking (BSA) for the development of uneconomic reserves of hydrocarbons.

The main provision put forward for protection is the assessment of predictive indicators of oil production from the marginal hard-to-reach zones of the Luginetskoe field through the operation of the ZBS.

1. Literature review

1.1 Analytical review of the applicability of the side-barrel cutting method

During the operation of oil and gas fields, well flow rate decreases or stops over time due to the development of hydrocarbon reserves, a high degree of water cut, a high gas factor, as well as the deterioration of reservoir properties of reservoir reservoirs. Currently, for these reasons, a large number of wells are idle on the territory of the Russian Federation. In this regard, the most effective method to restore the idle Fund and increase the productivity of marginal wells is cutting side wells. [1]

Various technologies of cutting of lateral trunks with horizontal and lateral endings received mass introduction on fields of the Western Siberia. [2]

In the context of horizontal wells, an additional wellbore drilled from the original vertical or horizontal wellbore is a lateral wellbore. A multi-barreled or multi-level well will have several deliberate lateral boreholes drilled to open several productive formations.

Side hole drilling is an important process that helps to extend or give new life to wells that have been abandoned for technical and economic reasons. In the process

of drilling a well, it is possible that its wellbore will not pass through all the productive zones located at different depths of the formation. This can happen intentionally or accidentally at different depths. When reinterpreting these wells, they can detect additional productive zones at different depths, which have significant oil and gas reserves.

Initially, production wells can be withdrawn from production for various reasons: accidents, crushing or failure of the production column, a complex fracture of underground equipment, drowning or even the inability to clean the perforation interval from mechanical impurities.

Operators can also drill a lateral wellbore from an existing wellbore to add a lateral well for wide-ranging impact on the reservoir. The larger the coverage area of the Deposit, the greater the amount of hydrocarbon extraction.

In all these cases, it is possible to produce a significant amount of hydrocarbons during the operation of wells with side wells.

The technology of the lateral wellbore through the "window" of the casing allows to restore the productivity of even those wells that can not be operated in other ways or their operation is economically unprofitable.

One of the main conditions for effective drilling of lateral wells is the correct choice of wells. The following should be taken into account when choosing wells for drilling side shafts:

- 1) the expected production rate of the well should provide the required selection of hydrocarbons for a certain period of time;
- 2) information on the productivity of the planned side opening must match the information of industrial oil reserves;
- 3) it is desirable to select wells that open more than one productive formation or with productive formations that can be opened in the future to ensure long-term operation of the well.

In Russia, the majority of oil and gas fields are depleted (they are at the 3rd or 4th stage of development).

This technology allows to drill new wells in old wells at reinterpretation of these fields.

From an economic point of view, the cost of sidetracking is about one-third or even half of the cost of drilling a new well.

The drilling of the lateral wellbore from the existing well allows to continue using its ground equipment and means for further oil and gas production. If you carefully study this technology, it is possible to extract up to 50 % of the initial oil reserves.

Demand for side barrels in Russia is increasing, as is the cost and complexity of drilling. Previously, it was only necessary to re-drill an existing well or drill a new hole to a new productive zone. Currently, the goal is to drill a new barrel with a horizontal end. The horizontal end is often used for multistage hydraulic fracturing and gives a large coverage of the reservoir.

The cost of drilling side wells compared to drilling a new well is significantly low.

The process is environmentally friendly, environmental pollution in the process of drilling a side hole is less than when drilling a new well.

Despite the numerous advantages associated with the operation of wells with side wells, there are a number of complex problems in the process of drilling.

One of the main problems is the risk of discrepancies that arise between the actual well data and the lateral wellbore design, including the physical condition of the casing string, the presence of ring equipment, or discrepancies in relation to the trajectory. It is very important to carry out detailed preparatory work before drilling the side shafts – to build a modified barrel profile using a gyroscopic inclinometer and to ensure quality control of the technical condition of the production column. After that, there are serious dangers during the drilling of the trunk. They can occur due to low downhole pressure and even technical problems in the form of drilling within a limited diameter. These problems limit the use of most technical devices to ensure safety during drilling.

For successful and safe drilling of the side shaft it is important to take into account safety measures. The technical condition of the well must be assessed; the drilling programme must be approved.

Another serious problem arises in the form of pulsation of low and normal pressures. These pulsations lead to loss of circulation, and in some cases – to manifestations of reservoir fluids in the well during its drilling.

These complications can be minimized by selecting the right drilling fluids to isolate hazardous areas and by adjusting the drilling fluid density.

It is difficult to trust the reliability of old equipment in old wells in the process of drilling side shafts. There are many risks associated with the condition of the columns, especially in the intermediate columns, through which the side barrel Windows will be cut. A detailed pre-design of the barrel is required to minimize the risks.

The complex design of the profiles of the side barrels is a serious problem. Perhaps not all oil companies have the necessary technology and experience. In some cases, drillers require corrective measures to address problems arising from the first drilling attempt. This affects the cost and viability of the well.

The momentum of lateral shafts in the modern oil and gas industry is felt everywhere. Despite the high cost of drilling a side hole, its numerous risks, it is very economical compared to drilling a completely new well. With lateral wellbore technology there is life for almost all wells that have been stopped due to wellbore blocking equipment, drowning or complications. Potential oil and gas reservoirs that were not originally opened can be opened by drilling side shafts. [3]

Speaking about the advantages of cutting side barrels with a horizontal end (ZBGS), we can highlight the following fundamental points:

- 1) there is No need for land alienation;
- 2) there are significant economies of materials and tools;
- 3) there Is a possibility of use of mobile drilling rigs of smaller loading capacity;

4) the Cost of construction of BGS reaches only 50-70 % of the cost of a new well;

5) increasing production rates by increasing the length of a trunk of up to 50-100 m.

When making a decision to cut BGS from a specific vertical well, the following criteria should be followed:

1) reservoir Capacity should be at least 3 m for BGS input;

2) the azimuth of drilling BGS is directed towards the occurrence of the maximum recoverable reserves;

3) the Values of the current pressure should provide an effective process of displacement of oil, otherwise it is necessary to maintain reservoir pressure by flooding;

4) the Ability to transfer the wellbore under the injection of the displacing agent;

5) in Order to recoup the costs of construction under the ZBGS, the residual reserves should be comparable to those recovered.

All other things being equal, preference is given to those wells that have already crossed unprocessed reserves. [3].

Okonchanii sidetracking and their commissioning is necessary to monitor the work of these BS. In the initial period of operation (within six months), it is necessary to conduct monthly hydrodynamic studies of wells at the steady-state and non-stationary modes of fluid flow in order to determine the hydrodynamic parameters of the reservoir (productivity, hydroconductivity) and assess the state of the bottom-hole formation zone (skin effect, op parameter – ratio of productivity). According to the results of these studies, the influence of technological parameters of the ZBS on the production capabilities of the operational facility is determined and the correction of the applied technology of opening the productive layers by cutting the BS and BGS is carried out. [4]

1.2 Features of construction of a permanent geological model

Currently, most modeling methods are usually based on formal statistical or morphological approaches, which is unacceptable for complex multi-layer deposits of the Central part of the West Siberian plate.

To build a detailed and permanent geological model of a complex reservoir, it is necessary to choose an algorithm for planning and designing geological exploration, calculation of reserves, interpretation of materials of seismic and geophysical studies of wells (GIS), based on the data base of geological-field and geophysical studies.

Conclusion

In the process of the work done, the current state of the field development was assessed, the technological parameters of the well operation in the production mode were predicted, the applicability of the ZBS method for low-permeable reservoirs with hard-to-reach hydrocarbon reserves, the production of which by other methods is impossible, was assessed.

Analyzing the obtained technological and economic results of the work done, we conclude that both variants of the ZBS operation at wells No. 55 and No. 1324 are profitable. Preference is given to the cutting of the lateral wellbore at the well No. 55 of the Luginetskoe oil and gas condensate field, as the most effective among the above options.

List of references:

1. Abdulmazhidov R. D./ Geology and development of the largest and unique oil and gas fields of Russia/ Abdulmazhidov R. D., bajmukhametov K. S., Viktorin V. D., and others. Edition in 2 volumes/under the editorship of V. E. Gaboury. – M.: VNIIOENG, 1996. – Vol. 1. – 280 p.
2. Development of oil fields, drilling of wells with lateral and horizontal wells/ I. A. Prokopenko, M. N. Prokopenko / Academic journal of Western Siberia №6, 2018 – T-14. – 77 p.
3. Sidetracking as a method of increasing oil recovery in oil wells/ Pavelyev, O. N., Basov A. A., Pavelyev, Y. N. Edition of 5 tons/ under total Ed. d-

RA tekhn. Sciences, prof. O. V. Savenok – Krasnodar: Publishing House –South, 2017 – Vol. 3 – 318 p.

4. S. L. Orlovsky / Experience of application and prospects of sidetracking on the object IOC21 Rossinskogo field/ GHANA “Institute of strategic studies of the Republic of Belarus”, 2017 – 68-71 pp.

5. Tyukavkina O. V. The study of geological parameters Jurassic reservoirs of the Fedorov tops // 2012. № 6 (48). p. 16-19.

6. Tyukavkina O. V. Lithological and petrographic characteristics of complex reservoirs of the jus group in areas of residual reserves // Geology, geography and global energy. 2013. 1 (48). – 23-32 pp.

7. Tyukavkina O. V. The Study of geological and geophysical parameters of the reservoir to build a model // Domestic Geology. 2013. No. 1. – 19-23 pp.

8. Tyukavkina O. V. Modeling of lithological complex areas of petroleum potential// Technology of oil and gas. 2013. № 6 (89). – 42-47 pp.

9. Tyukavkina O. V. Modern methods of identification of zones of complex reservoirs with hard-to-recover reserves for making effective design decisions. Pr. Of the universities Mining journal. 2013. No. 8. – 50-57 pp.

10. Lushpeev V. A., Tyukavkina O. V., Vasyanovich M. V. Method of Determining the cause of Water Cut Wells // World Applied Sciences Journal. 2014. 29 (12). –1645-1648 pp.

11. Tyukavkina O. V. Principles of construction of digital models for the fields which are at a late stage of development // Technologies of oil and gas. 2013. № 3(86). – 40-45 pp.

12. Tyukavkina O. V., Chernyshov A. I. The influence of lithologic and commercial reservoir qualities on the efficiency of hydraulic fracturing // The Recent Trends in Science and Technology Management. Held by SCIEURO in London, 9-10 May 2013. London, 2013. – 224-231 pp.

13. Tyukavkina O. V. Construction of a geological model of Jurassic reservoirs on the example of Bystrinsky shaft deposits. Pr. Of the universities. Mining journal. 2013. No. 1.,– 119-124 pp.

Приложение Б Геологическая карта нефтенасыщенных толщин по пласту Ю1⁰⁻²

